

**О.В. Кустурова**

канд. техн. наук

**Р.О. Шевченко**

канд. техн. наук

**О.А. Жуган**

УкрНДІгаз

**С.В. Ляменков**

БУ «Укрбургаз»

## Змащувальні домішки в бурінні та методики їх дослідження

УДК 622.24.084.34

*У статті наведено аналіз властивостей різних змащувальних домішок, які використовують для обробки бурових розчинів для зменшення витрат сирової нафти та методики їх досліджень.*

*В статье приведен анализ свойств различных смазочных примесей, используемых для обработки буровых растворов для уменьшения расходов сырой нефти и методики их исследований.*

*The paper presents an analysis of the properties of various lubricating additives, which are used for treatment of drilling fluids to reduce the consumption of crude oil and methods of research.*

Актуальною проблемою бурових підприємств у 2010–2012 рр. став дефіцит у постачанні якісних хімічних реагентів, зокрема змащувальних матеріалів. Протягом останніх 10 років на ринку змащувальних матеріалів для бурових розчинів і технологічних рідин, крім традиційних хімічних реагентів – нафти і графіту, поширені змащувальні домішки на основі модифікації відходів переробки олійно-жирової промисловості (кофосу, гідроффузу): лабрикол, СМД, СМЖ, бурол та інші в Україні і ФК-2000 у Росії. Застосування таких домішок під час буріння давало можливість зменшувати витрати нафти на зниження коефіцієнта тертя кірки (КТК).

Відомо, що нафта як компонент бурових розчинів має ряд корисних функціональних властивостей: інгібування набухання глин, інгібування термічної деструкції, гідрофобізуючі, антипінні, антиоксидантні та антиприхоплювальні властивості. Крім того, нафта – це якісний змащувальний компонент і коьматант у ході розкриття продуктивних горизонтів. Використання нафти у складі рідини для освоєння продуктивних горизонтів знижує міжфазовий натяг і полегшує приток флюїду з пласта [1]. Під час буріння свердловин завглибшки від 2000 м гідрофобізування часток вибуреної породи полегшує очищення розчину і підвищує швидкість буріння.

Корисні властивості нафти обумовлені її хімічним складом: асфальтени (0,2–0,7 %), смолисті речовини (0,4–25,5 %), нафтові кислоти (0,6–2,4 %), бітумні речовини (до 10 %) [2]. Відомо, що іноземні компанії застосовують бітумні реагенти в чистому вигляді під різними торговельними марками (Soltex, Sulphonated Asphalt тощо).

Багатофункціональність нафти дає можливість споруджувати свердловини навіть у разі відсутності реагентів спеціального призначення. Рекомендована концентрація нафти в буровому розчині традиційно становить до 10 %, але існують деякі обмеження з використання нафти під час буріння. Згідно з [3], застосування нафти в складі бурового розчину в інтервалі буріння від 0 до 2000 м заборонено, що потребує застосування змащувальних домішок іншого походження.

Важливим фактором, що впливає на виникнення прихоплень під час буріння свердловин, є ступінь змащувальних властивостей бурового розчину [4]. Тому актуальним є своєчасне визначення якості змащувальних домішок у складі бурових розчинів. Автори статті порівняли існуючі доступні методики визначення змащувальних (антиприхоплювальних) властивостей бурових розчинів.

Загальноприйнятою є методика визначення змащувальних властивостей шляхом вимірювання КТК за допомогою приладу КТК-1. Використання КТК-1 дає змогу виміряти кут зсуву тягара (ідентора) з глинистої кірки у градусах. Слід зазначити, що такий параметр, як КТК, вважають малоінформативним, тому що він не дає змоги виразити коефіцієнт тертя у загальноприйнятих величинах, а саме у Н та Па.

Відомою також є методика за стандартом Американського нафтового інституту (АНИ), у якій змащувальні властивості бурових розчинів визначають шляхом вимірювання коефіцієнта тертя пари «метал–метал» під час обертання металевого кільця відносно нерухомого металевого блока. Вона дає змогу змодельовувати обертання бурильних труб у свердловині. Результатом до-

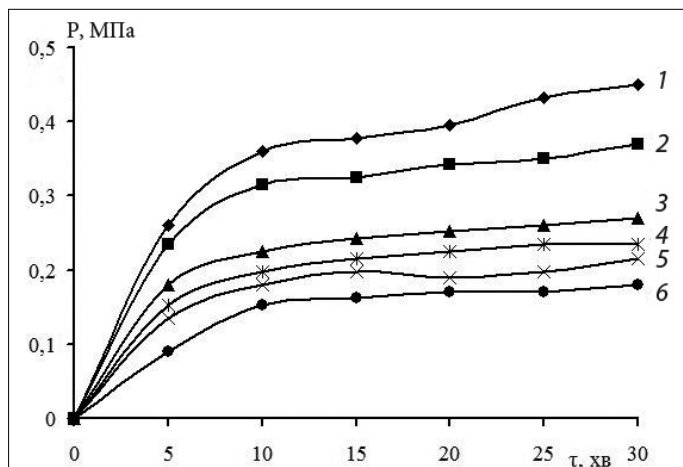


Рис. 1. Залежності статичного напруження зсуву ідентора: із глинистої кірки від часу їх контакту: 1 – модельний глинистий розчин  $T = 20-25$  с,  $\Phi = 15$  см<sup>3</sup>, 2 – модельний розчин+1 % графіту, 3 – модельний розчин+3 % лабриколу, 4 – модельний розчин+3 % СМЖ, 5 – модельний розчин+3 % СМД, 6 – модельний розчин+10 % нафти

сліджень є встановлення коефіцієнта змащувальної властивості бурового розчину. Використання методики та приладів, запропонованих АНІ, допомагає визначити ступінь змащувальних властивостей бурового розчину, але не дає змоги змодельювати реальні умови, що виникають у свердловині під час прихоплення бурових труб.

Для дослідження протиприхоплювальних властивостей бурового розчину автори використали методику визначення напруження зсуву у глинистій кірці за перепадів тиску на установці НК-1, розробленій Бакинським приладобудівним заводом. Установка дає можливість вимірювати напруження зсуву ідентора з глинистої кірки, сформованої за перепаду тиску до 5 МПа, що дає змогу моделювати умови, які виникають під час диференційного прихоплення. Застосування НК-1 дає можливість вимірювати статичну фільтрацію бурового розчину, а також рідин, які можуть застосовувати у вигляді «ванн» у разі виникнення прихоплення, під тиском до 50 атм. Окрім того, завдяки НК-1 можна вимірювати товщину глинистої кірки, сформованої впродовж заданого часу, та варіювати тиском та часом, за яких відбувається прилипання ідентора до глинистої кірки. Таким чином, використання установки НК-1 дає змогу найбільш наблизити умови дослідів до реальних умов буріння свердловин.

Слід зазначити, що установка НК-1 має недоліки, а саме: низькі показники фільтрації робочого розчину, що обумовлено недостатньою кількістю перфораційних отворів вузла фільтрування. Цей недолік заважає формуванню глинистої кірки достатньої товщини для прилипання ідентора. Недолік був усунений шляхом нарізання допоміжних циліндричних канавок (за прикладом ВМ-6) на фільтрувальному вузлі, що збільшило показник фільтрації майже вдвічі та допомогло формувати кірку.

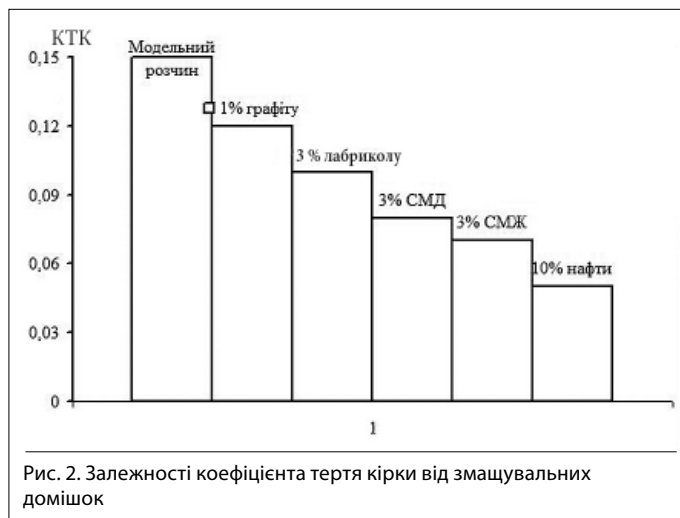


Рис. 2. Залежності коефіцієнта тертя кірки від змащувальних домішок

Методика роботи з установкою НК-1 полягає у такому: 1) готується модельний розчин об'ємом 550–600 см<sup>3</sup>, до якого у заданому співвідношенні додається змащувальна домішка; 2) заповнюють корпус установки робочим розчином та подають робочий тиск до 5 МПа для утворення глинистої кірки; 3) приводять у контакт глинисту кірку та ідентор; 4) через фіксований проміжок часу проводять зрив ідентора з глинистої кірки.

Використання установки НК-1 дало можливість варіювати тиском фільтрації, тиском та часом, при яких відбувається прилипання ідентора, та тиском, за якого відбувається зсув ідентора з глинистої кірки. У кінцевому результаті момент зриву ідентора фіксується лічильником, показання якого перемножуються на коефіцієнт пружини (у нашому випадку фактичне значення постійної пружини  $K = 0,009$  МПа/год), що дає змогу отримати значення статичного напруження зсуву ( $P_{н.з.}$ ) у МПа. Під час проведення досліджень тиск у робочій камері установки ( $P_{роб.}$ ) для утворення глинистої кірки підтримувався від 0,5 до 4 МПа упродовж 30 хв, час знаходження ідентора і глинистої кірки у контакті ( $\tau_{конт.}$ ) варіювався від 5 до 30 хв, тиск, за якого відбувався зсув ідентора ( $P_{зсув.}$ ), сягав від 0 до 4 МПа.

Дослідження, проведені на установці НК-1, дали змогу виділити основні критерії, що впливають на статичне напруження зсуву ідентора з глинистої кірки, а саме: склад розчину та час контакту ідентора та глинистої кірки. Отримані залежності представлено на рис. 1.

Аналізуючи вищенаведені залежності, можна зробити висновок, що адгезійна взаємодія металевої поверхні ідентора та глинистої кірки найактивніше відбувається протягом перших п'яти хвилин контакту, згодом зміцнення зв'язку металевої поверхні та кірки відбувається вже не так швидко, що відображається у вигляді пологої частини наведених залежностей.

Таким чином, більш пологий інтервал спостерігається у випадку застосування змащувальних домішок на жировій основі і нафти, що пояснюється їх специфічною адсорбцією як на металевій поверхні, так і на активних ділянках поверхні глинистої фази. На відміну від вищез-

гаданих домішок, наявність графіту в модельному розчині не дає можливості отримати залежності з низькими показниками статичного напруження зсуву, що свідчить про неможливість графіту утворювати адсорбційні зв'язки з металевою поверхнею. Таким чином, графіт є інертною змащувальною домішкою, змащувальні властивості якої пояснюються зменшенням сили тертя за рахунок ковзання металевої поверхні по ребрах кристалічної решітки графіту. Широкий спектр хімічного складу нафти проявляється у найкращих показниках протиприхоплювальних властивостей по відношенню до всіх вищезгаданих змащувальних домішок. Отже, специфічна адсорбція, притаманна змащувальним домішкам на жировій основі і нафті, дає можливість збільшити змащувальні властивості бурового розчину на тривалий час порівняно з такими інертними змащувальними домішками, як графіт.

Якщо зазначені обставини застосувати до умов буріння, то цілком справедливим буде висновок про необхідність швидкого подолання прихоплень бурильної колони, оскільки з часом необхідно прикладати більше напруження зсуву для зрушення бурильних труб.

Паралельно з вимірюванням статичного напруження зсуву ідентора з глинистої кірки проводили вимірювання коефіцієнта тертя кірки на приладі КТК. Базовою рідиною слугував модельний глинистий розчин із такими параметрами:  $T = 30$  с,  $\Phi = 11-12$  см<sup>3</sup>.

Отримані результати приведено на гістограмі рис. 2.

Порівняння результатів, отриманих на установці НК-1 та приладі КТК-1, дає змогу виявити їх чітку кореляцію. Отже, випробування змащувальних та протиприхоплювальних домішок на приладі КТК можна рекомендувати як експрес-метод у промислових умовах із великою достовірністю отриманих результатів.

#### Список літератури

1. **Гиматудинов Ш.К.** Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
2. **Потапов В.М.** Органическая химия / В.М. Потапов, С.Н. Татарнич. – М.: Химия, 1972. – 512 с.
3. **ГСТУ 41-00032626-00-007-97** Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення. – К.: ДНВП «Геоінформ України», 1997.

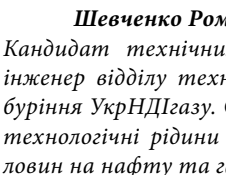
4. **Дж.Р. Грей.** Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

#### Автори статті



#### **Кустурова Олена Валеріївна**

Провідний науковий співробітник відділу техніки і технології буріння УкрНДІгазу, кандидат технічних наук зі спеціальності буріння свердловин, член-кореспондент УНГА. Закінчила ХНУ ім. В.Н. Каразіна. Займається дослідженням властивостей і удосконаленням бурових розчинів для буріння свердловин в складних гірничогеологічних умовах ДДЗ.



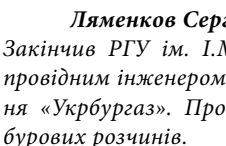
#### **Шевченко Роман Олександрович**

Кандидат технічних наук, провідний інженер відділу техніки та технології буріння УкрНДІгазу. Сфера діяльності – технологічні рідини для буріння свердловин на нафту та газ.



#### **Жуган Оскар Анатолійович**

Провідний інженер лабораторії бурових розчинів УкрНДІгазу. Закінчив Харківський національний університет «ХПІ», спеціальність – технологія жирів. Основний напрям діяльності – розробка, впровадження та фізико-хімічні дослідження нових бурових розчинів, рідин глушіння та поліфункціональних реагентів.



#### **Ляменков Сергій Володимирович**

Закінчив РГУ ім. І.М. Губкіна, працює провідним інженером бурового управління «Укрбургаз». Провідний фахівець із бурових розчинів.



#### НОВИНИ

## Перспективи імпортування газу з Ізраїлю до Йорданії

Оскільки Ізраїль планує експортувати до 40 % своїх енергетичних ресурсів із Середземного моря, Йорданія розглядає проект угоди щодо закупівлі тут природного газу. Хоча з геополітичних міркувань остаточного рішення ще не прийнято, вивчаються кілька варіантів постачання газу з Ізраїлю до Йорданії. Серед них – подовження газопроводу від ізраїльського газохімічного комплексу, що на березі Мертвого моря, до содового заводу в Йорданії, будівництво нового газопроводу від узбережжя Середземного моря через Jezzerel Valley до Beit Shean і далі до Йорданії тощо.

*Pipeline & Gas Journal/August 2013, p. 16*